

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.25-31>

УДК 622.276

Интегрированный подход при обращении и обратной закачке попутно добываемой воды

С. Нешич^{1*}, В.В. Стрелецкая²¹Университет Белграда, Белград, Сербия²Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений вместе с углеводородами на поверхность поступает также пластовая вода, объем добычи которой может меняться с течением времени. В начале разработки объем попутно добываемой воды небольшой, однако при водонапорном режиме залежи объем добычи воды увеличивается; кроме того, добыча воды неуклонно растет и по мере истощения пласта. Как правило, на заключительных этапах разработки вместе с нефтью добывается огромный объем воды, который на сильно обводненных месторождениях может составлять 90% всей добываемой продукции. При этом, если проводились различные геолого-технические мероприятия, включая заводнение, свойства и объем попутно добываемой воды могут значительно варьироваться. Подготовка и утилизация попутно добываемой воды требуют больших затрат, независимо от цены на нефть. Эти процессы включают очистку и подготовку больших объемов воды с последующей закачкой в глубокие поглощающие пласты или водоносные горизонты (аквиферы). В данной статье рассматривается интегрированный подход к организации подготовки и повторной закачки попутно добываемой воды, который предусматривает постоянный контроль за изменениями свойств и объемов добываемой воды в течение всего периода эксплуатации месторождения. Уделено особое внимание оптимизации процессов подготовки и утилизации воды, рассмотрены критерии отбора, учитывающие свойства поглощающего горизонта и систему подготовки. Представлено дерево принятия решений, исходя из свойств поглощающего горизонта.

Ключевые слова: попутно-добываемая вода, водопользование, обращение с водой, обратная закачка попутно-добываемой воды

Для цитирования: Нешич С., Стрелецкая В.В. (2018) Интегрированный подход при обращении и обратной закачке попутно добываемой воды. *Георесурсы*, 20(1), с. 25-31. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.25-31>

Введение

Под попутно добываемой водой понимается вода из подземных пластов, которая поступает на поверхность в процессе добычи нефти и газа. Такая вода является источником загрязнений, которые могут нанести ущерб окружающей среде. Попутно добываемая вода – это огромный поток отходов в нефтегазодобывающей отрасли, утилизация которого требует связана со сложными технологическими процессами и требует дополнительных затрат (Hagström et al., 2016). Вопросы утилизации воды приходится решать на всех этапах разработки месторождения. В течение цикла жизни месторождения объем добываемой воды меняется, поскольку в процессе эксплуатации увеличивается водо-нефтяное отношение (водяной фактор) (Khatib, Verbeek, 2003). Выделяют следующие основные причины наличия воды в добываемой нефти (Arnold, Burnett et al., 2004):

- негерметичность насосно-компрессорных труб (НКТ), обсадной колонны или пакеров;
- заколонные перетоки;
- подъем уровня водонефтяного контакта (ВНК);
- наличие высокопроницаемого пласта без перетоков;
- наличие трещин и микротрещин, обуславливающих миграцию воды между добывающими и нагнетательными скважинами;

- наличие трещин и микротрещин, обуславливающих миграцию воды из водоносного пласта;
- образование конуса воды или языков обводнения;
- малый охват заводнением по площади;
- наличие пластов с гравитационным расслоением;
- наличие высокопроницаемого пласта с перетоками.

Попутно добываемая вода – это токсичные отходы, которые необходимо очищать и утилизировать в соответствии с принятыми экологическими стандартами и нормами. Выделяют следующие способы утилизации попутно добываемой воды (Evans, Robinson, 1999):

- слив в испарительные пруды (в условиях пустыни);
- слив в море (шельфовые месторождения);
- слив в грунтовые воды (материковые месторождения);
- закачка в глубокие поглощающие горизонты (глубинные пласты/аквиферы)(шельфовые/материковые месторождения).

Испарительные пруды применяются в условиях высокой суточной температуры воздуха, обычно в пустынях. При сливе в морскую среду необходимо соблюдать принятые экологические нормы (концентрация нефти в стоке 20-50 мг/л). На материковых месторождениях можно также закачивать попутную воду в глубокие поглощающие горизонты или очищать воду до приемлемых экологических уровней, что требует высоких затрат (Evans, Robinson, 1999). Достаточно безопасной является закачка воды в глубинные пласты, поскольку закачиваемая очищенная вода находится на значительном расстоянии от аквиферов,

* Ответственный автор: Славо Нешич
E-mail: slavkonesic@yahoo.com

залегаящих на малых глубинах, откуда берется вода на питьевые и ирригационные нужды. Это также недешёвый технологический процесс, поскольку закачиваемую воду необходимо очистить от механических, химических и бактериологических примесей, которые могут негативно повлиять на подземные источники вод; необходимо удалить растворенные и диспергированные органические компоненты, взвешенные твердые частицы и обеспечить при необходимости совместимость закачиваемой воды с пластовыми водами. Минимизировать затраты на подготовку и утилизацию воды призван процесс интеграции, который мы рассмотрим в предлагаемой работе.

Свойства попутно добываемой воды

Физико-химические свойства попутно добываемой воды зависят от множества различных факторов, таких как геологическое строение залежи, минералогический состав, химические процессы, происходившие в ходе осадконакопления, тип углеводородов, жизнедеятельность и виды микроорганизмов, пластовая температура и давление (Veil et al., 2004). Попутно добываемая вода включает взвешенные частицы и различные водорастворимые соединения, представляющие собой смесь органических и неорганических соединений с различными уровнями токсичности и биоразлагаемости. Некоторые соединения органично присутствуют в пластовой воде, другие появляются в процессе разработки (Veil, Clark, 2011) и реализации различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Основные компоненты, встречающиеся в попутно добываемой воде:

- растворенные органические соединения;
- диспергированные органические соединения;
- растворенные минералы;
- химические вещества;
- твердые частицы (частицы породы, окалина, продукты коррозии, бактерии, асфальтены и парафины);
- растворенные газы (Bretz et al., 1994).

В таблице 1 представлены типичные свойства попутно добываемой воды.

Концентрация нефти в воде зависит от ряда факторов, таких как тип углеводородов, объем попутно добываемой воды, технология механизированной добычи, этап разработки месторождения (Sunde et al., 1990). Растворенные органические соединения в попутно добываемой воде – это полярные компоненты, которые различаются по содержанию углерода. На растворимость органических веществ оказывают влияние давление, температура и величина водородного показателя pH. Растворенные

Параметры	Количество
Концентрация нефти в воде	100-3000 мг/л
Общее содержание взвешенных твёрдых частиц	2-3000 мг/л
pH	5,1-7
Удельная плотность при 15°C	1,03-1,15
H ₂ S	0-1000 мг/л
CO ₂	50-2000 мг/л
Минерализация	1-300 000 мг/л

Таблица 1. Типичные свойства попутно добываемой воды (Daniel, Bruce, Langhus, Patel, 2005)

органические вещества включают углеводороды (ациклические, циклические и полициклические углеводороды с двумя или тремя бензольными кольцами), ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, этилбензол и ксилол, полихроматические углеводороды (с двумя или тремя бензольными кольцами), азотные соединения (аминокислоты), жирные кислоты, нафтеновые и гуминовые кислоты и фенолы (Daniel et al., 2005).

Многие вещества в попутно добываемой воде находятся в растворенном состоянии, но большая часть нефти диспергирована (Ekins et al., 2007). Диспергированные органические вещества включают полициклические ароматические углеводороды с более чем тремя бензольными кольцами и тяжелые алкилфенолы. Диспергированная нефть находится в виде капелек нефти, диспергированных в водной фазе (Stephenson, 1992). Концентрация полициклических ароматических углеводородов и акриловых (алкилированных) фенолов пропорциональна содержанию диспергированной нефти в попутно добываемой воде (Faksness et al., 2004). Содержание диспергированной нефти в воде несет опасность для окружающей среды из-за влияния высокотоксичных и канцерогенных веществ на живые существа. При этом сепараторы не могут обеспечить эффективное удаление диспергированной нефти (Utvik, 1999).

Нередко попутно добываемая вода характеризуется высокой минерализацией. В воде присутствуют катионы (Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Ba²⁺, Sr²⁺, Fe²⁺), анионы (Cl⁻, SO₄²⁻, CO₃²⁻, HCO₃⁻), тяжелые и радиоактивные металлы (Faksness et al., 2004). Катионы и анионы оказывают большое влияние на химический состав (в основном, на минерализацию и потенциал) попутно добываемой воды (Igunnu, Chen, 2014). Минерализация воды может меняться в диапазоне от нескольких мг/л до более 300000 мг/л; при этом основное влияние на минерализацию оказывают ионы Na⁺ и Cl⁻ и чуть меньшее K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺ (Jacobs et al., 1992). Тяжелые металлы в попутно добываемой воде присутствуют в виде следов и включают хром, свинец, кадмий, ртуть, серебро, никель, цинк и пр. Концентрация тяжелых металлов зависит от возраста скважины и геологических характеристик пласта (Utvik, 1999). Чаще всего встречаются радий (²²⁶Ra и ²²⁸Ra), который является основным источником радиации, определяемой ионами бария.

Химические вещества, используемые в процессе разработки и эксплуатации месторождения, а также в процессах подготовки воды, включают ингибиторы коррозии и солеотложений, деэмульгаторы, биоциды, антипенные агенты, коагулянты, растворители и пр. (Stephenson, 1992). Химические вещества могут присутствовать как в виде чистых компонентов, так и в виде раствора (Hansen, Davies, 1994). Их концентрация зависит от применяемых технологий разработки, поэтому она меняется от месторождения к месторождению. Наличие химических веществ зависит от их растворимости в воде, нефти и газе (Igunnu, Chen, 2014). При попадании химических веществ в попутно добываемую воду увеличивается ее токсичность и затрудняется процесс сепарации воды (Hansen, Davies, 1994).

В попутно добываемой воде могут присутствовать растворенные газы – CO₂, H₂S и O₂. Их наличие может быть как естественным, так и обуславливаться жизнедеятельностью бактерий в результате химических реакций (Igunnu, Chen, 2014). Объем растворенного газа в воде зависит от

давления, температуры, степени минерализации воды, состава газа. При низком пластовом давлении растворимость газа с увеличением температуры снижается, тогда как при высоком давлении растворимость газа с увеличением температуры повышается (Kenneth, Stewart, 2008).

Большая часть всех осложнений, имеющих место в процессе водоподготовки и повторной закачки, обусловлена наличием твердых частиц, содержание которых увеличивается при добыче из рыхлых терригенных пород. Твердые частицы включают небольшие фрагменты породы, парафиновые осадки, солевые отложения, продукты коррозии, пропанты, бактерии и пр. (Hansen, Davies, 1994). Жизнедеятельность бактерий в коллекторах нефти и газа может приводить к коррозии внутрискважинного оборудования, выпадению сульфидов железа и загрязнению природного газа (Wang et al., 2012). Наличие H_2S в попутно добываемой воде – это результат применения химических веществ, в основном метанола, которые используются в качестве растворителя. Бактерии попадают в нагнетательные скважины в процессе бурения, различных скважинных операций и повторной закачки воды. При наличии в воде достаточного количества растворенного кислорода бактериальная активность возрастает (Hogasek, 1992). В коллекторах, разрабатываемых заводнением, обычно развиваются колонии сульфатвосстанавливающих бактерий, которые вырабатывают H_2S (Rosnes et al., 1991).

Технологии подготовки попутно добываемой воды

В мировой практике чаще всего применяется повторная закачка добываемых пластовых вод, главным образом, потому что это самый экономичный способ утилизации больших объемов воды. В общем, при закачке попутно добываемой воды в аквифер можно добиться увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Закачиваемая вода должна пройти соответствующую подготовку. Качество подготовки воды должно удовлетворять критериям закачки с тем, чтобы не допустить повреждения пласта во время закачки. Основные методы подготовки воды включают (Kenneth, Stewart, 2008):

- гравитационное разделение;
- коалесценция;
- газовая флотация;
- циклонная сепарация;
- фильтрация.

Гравитационные сепараторы (отстойники) – самый простой способ подготовки пластовой воды. Принцип гравитационного разделения описывается законом Стокса (Powers, 1990). Наиболее распространенными являются сепараторы для сбора нефти из открытых стоков (сепаратор по стандарту API) и ёмкости для сбора плавающих на поверхности воды веществ.

Наиболее распространенным устройством для отделения свободной воды из стоков является сепаратор для сбора нефти из открытых стоков (сепаратор по стандарту API), способный отделять 60-90% свободной воды. При сепарации взвешенные частицы осаждаются на дно сепаратора, нефть поднимается на поверхность после чего удаляется, а свободная вода образует средний слой (American Petroleum Institute, 1990). Производительность такого сепаратора зависит от конструкции, времени выдерживания,

свойств поступающей жидкости, технологических условий эксплуатации и влияния присадок (флокулянтов или коагулянтов). Последние малоэффективны при размере капелек нефти менее 150 мкм и при эмульгировании нефти. Чем меньше размер капелек нефти, тем выше должно быть время выдерживания (Daniel et al., 2005).

Ёмкость для сбора плавающих на поверхности воды веществ – простейшее устройство, работающее по принципу гравитационного разделения. Его конструкция обеспечивает длительное время выдерживания, в течение которого происходит гравитационное разделение (Kenneth, 2007). Концентрация нефти на входе может быть в диапазоне от 500 до 100 000 мг/л, на выходе – 250 мг/л (Arnold, Burnett et al., 2004).

Коалесцирующие устройства работают по принципу коалесценции небольших капелек нефти в более крупные капли, которые поднимаются на поверхность. Коалесцирующие устройства полностью замкнуты, что исключает выпуск газов и паров, а также риск воспламенения. Основные типы: параллельно-пластинчатые сепараторы (PPI), наклонно-пластинчатые сепараторы (с пакетом внутренних коагуляционных пластин) (CPI) и сепараторы с поперечным течением, которые используются для удаления взвешенных частиц. В таких сепараторах поток воды направляется в противоположную сторону (восходящий поток) от выпадения частиц. Они могут применяться при концентрации нефти в воде выше 3000 мг/л. На выходе концентрация нефти снижается до приблизительно 150 мг/л (Kenneth, 2007).

Газовые флотаторы работают по принципу создания газовых пузырьков, которые приклеиваются к капелькам нефти, поднимая их на поверхность. В этом процессе используются воздух, азот или другие инертные газы. Во флотокамеру газ подается при помощи давления или подсоса. Для увеличения эффективности процесса флотации используются присадки, коагулянты, полиэлектролиты и демульгаторы (Arnold, Burnett et al., 2004). Флотация применяется при концентрации нефти в воде на уровне 250-500 мг/л. Этот процесс можно также применять для удаления твердых частиц за счет того, что газовые пузырьки приклеиваются к частицам, поднимая их на поверхность, после чего они удаляются.

Циклоны работают по принципу гравитационного разделения, где разделение жидкостей-жидкостей, твердых частиц-жидкостей происходит за счет разницы плотностей. В зависимости от конструкции, циклоны могут удалять твердые частицы размером 5-15 мкм и взвешенные капельки нефти диаметром до 30 мкм (Arnold, Burnett et al., 2004). Для создания нужного давления и приведения циклона в действие используется насос производительностью не менее 5 л.с. (Bennett, 1988). Учитывая, что движущиеся детали отсутствуют, обслуживание не является затратным. Для подготовки воды используются два основных типа циклонов – обезжириватели для удаления нефти и пескоотделители для удаления песка и взвешенных частиц из воды. В обезжиривателях сепарация нефти от воды происходит за счет действия центробежной силы. При вращении гидроциклона создается вихревой поток, который направляет капельки нефти в центр вихревого потока, откуда они удаляются (Szép, Kohlheb, 2010). Общее время нахождения жидкости в гидроциклоне составляет 2-3 секунды.

Пескоотделители используются для отделения твердых частиц от жидкостей и обычно успешно применяются на начальных этапах подготовки воды (Bennett, 1988).

За счет фильтрации можно удалить как диспергированные капельки нефти, так и твердые частицы. В качестве фильтровальной среды используются скорлупа грецких орехов, песок, волокна и пр. Однако удаление растворенных солей за счет фильтрации неэффективно (Veil, Clark, 2011). Для удаления металлов из пластовой воды используются песочные фильтры, но в этом случае необходима предварительная подготовка, которая включает доведение водородного показателя рН до нужной величины, деаэрацию, удаление твердых частиц. Для удаления твердых частиц используются фильтры с фиксированной/нефиксированной пористой структурой. При изменении давления в фильтре фильтровальная среда может деформироваться или смещаться, что может привести к изменению размера пор фильтровальной среды (Bennett, 1988).

Повторная закачка попутно добываемой воды в пласт

Подготовка попутно добываемой воды занимает особое место и не только в силу экологических соображений, но и потому, что является основным компонентом затрат при добыче нефти и газа. Самое оптимальное решение – закачка подготовленной воды в обводненные скважины, поскольку это не связано с дополнительными инвестициями на бурение и заканчивание новых скважин. Заводнение используется для поддержания давления и увеличения нефтеотдачи пласта, а также для утилизации добываемой воды. Чаще всего вода закачивается под давлением ниже градиента давления разрыва пласта. Имеется риск механического повреждения пласта в результате миграции мелких фракций породы.

Очень важное значение имеет качество подготовки воды – в подготовленной воде должен отсутствовать кислород, чтобы не спровоцировать развитие коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании. Наличие твердых частиц в воде может привести к забивке пористых каналов и снизить приемистость пласта, что приведет к уменьшению объемов закачки и, в целом, к удорожанию технологического процесса (Abou-Sayed, 2005).

Если водоносные горизонты расположены на значительной глубине и требуется дорогостоящее насосное оборудование для закачки воды, то подготовленная вода может закачиваться в горизонты, находящиеся на меньшей глубине. При этом требуется бурение и заканчивание новых скважин, что связано с дополнительными инвестициями. Кроме того, имеется риск загрязнения источников пресной воды, что недопустимо по санитарным и экологическим нормам.

Резкое увеличение давления в начале закачки может указывать на забивку проницаемых каналов твердой фазой и образование фильтрационной корки в призабойной зоне пласта. Решить эту проблему можно за счет кислотной обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) или за счет гидроразрыва пласта (ГРП).

Следует отметить, что добываемая пластовая вода очищается при помощи различных химических веществ. В связи с этим одной из серьезнейших проблем является отложение карбоната кальция в оборудовании подготовки

воды. Проблема еще более осложняется в условиях высокой температуры и высокого давления, т.к. с увеличением температуры растворимость карбоната кальция снижается (Yi, Jiang, 2008). Кроме того, содержащиеся в реагентах углерод, азот и фосфор могут служить субстратом/питательной средой для бактерий, группы и колонии которых привязаны к твердой фазе или находятся во взвешенном состоянии в воде. Бактериальная активность приводит к возникновению коррозионных процессов и засорению проницаемых каналов. Для подавления роста бактерий используются биоциды (Sunde et al., 1990).

Интегрированный подход к подготовке и закачке попутно добываемой воды

Основной задачей подготовки попутно добываемой воды является контроль изменений свойств воды, особенно при изменении объема добычи. Любые изменения свойств воды должны учитываться при планировании мероприятий по очистке и подготовке воды.

Понятие интегрированного подхода к решению задач подготовки и утилизации попутно добываемой воды схематично представлено на рис. 1. Решение данных задач заключается в интеграции основных четырех факторов: результаты исследований; инструменты; специалисты; подготовка воды.

Интерпретация данных сейсморазведки сразу же после открытия дает представление о наличии водонасыщенных интервалов и водоносных горизонтов. Геологическая информация, такая как литологический и минералогический состав, условия осадконакопления, используется для определения свойств попутно добываемой воды. Геофизические исследования скважин дают информацию о толщине, величинах пористости и проницаемости водоносного горизонта, водонасыщенности, ВНК, ГНК. Анализ проб позволяет установить химический состав воды, количество растворенных и диспергированных органических веществ, минерализацию, способность воды образовывать отложения, коррозионную активность, наличие и природу взвешенных твердых частиц, количество растворенного газа в воде, плотность и вязкость пластовой воды и ее сжимаемость. Гидродинамические исследования позволяют определить количество воды, которое поступает вместе с нефтью или газом при различных дебитах. В процессе добычи ведется тщательный контроль добываемых объемов воды.

Основные инструменты, используемые для анализа попутно добываемой воды, включают сейсмические исследования, анализ керна, определение физико-химических свойств пластовых флюидов, анализ динамики добычи и прогноз добычи, отбор устьевых проб флюидов, испытания скважин и МУН.

Одной из важнейших задач является создание и работа многодисциплинарной команды специалистов, куда бы входили инженеры-нефтяники, разработчики, геологи, технологи, экономисты, экологи, строители.

Доступное пространство на площадке скважин – очень важный параметр, который определяет конструктивное решение используемых систем. При планировании мероприятий также необходимо учитывать наличие источника энергии и энергоёмкость процесса подготовки. Необходимо также учитывать экономическую эффективность мероприятий.



Рис. 1. Интегрированный подход к подготовке и утилизации попутно добываемой воды

Кроме указанных выше основных факторов учитываются также и менее значимые аспекты, такие как смешивание пластовых вод, совместимость пластовой и закачиваемой воды, типы разрабатываемых коллекторов.

Не рекомендуется смешивать пластовые воды, имеющие различные физико-химические свойства и поступившие из различных источников, т.к. это может привести к отложению различного рода солей, чаще всего, это – карбонаты кальция (CaCO_3), сульфаты кальция (CaSO_4), сульфаты бария (BaSO_4) и сульфаты стронция (SrSO_4). Соли, отлагающиеся в нефтепромысловом оборудовании и в трубопроводах, из-за изменений температуры и давления во время технологических процессов, могут привести к серьезным осложнениям, таким как значительное сужение диаметра труб до их полной закупорки. При несовместимости закачиваемых вод необходимо добавлять ингибиторы солеобразования для борьбы с отложениями.

Проверить закачиваемые воды на совместимость можно экспериментальным или расчетным путем. Известны несколько протоколов испытаний для оценки совместимости вод и способности образовывать отложения.

При планировании мероприятий большое значение имеет тип пласта. В настоящей работе рассматриваются следующие типы пластов:

- Естественно-трещиноватый – характеризуется наличием большого числа естественных трещин. Требования к качеству закачиваемой воды не слишком строгие.
- Высокопроницаемый – характеризуется высокими значениями пористости (>25%) и проницаемости (>300 мД).
- Среднепроницаемый – характеризуется средними значениями пористости (12-25%) и проницаемости (100-300 мД).
- Низкопроницаемый – характеризуется низкими значениями пористости (<12%) и проницаемости (<100 мД).

Блок-схема процесса принятия решений, исходя из свойств поглощающего горизонта, представлена на рис. 2.

Заключение

Подготовка и утилизация попутно добываемой воды – это важнейшая часть процесса разработки нефтяных

месторождений. Согласно действующим экологическим стандартам и нормам большая часть попутно добываемой воды должна закачиваться в водопоглощающие глубинные горизонты. Основной проблемой при повторной закачке пластовой воды является снижение приемистости пласта, и, следовательно, основной задачей – обеспечение долговременной высокой приемистости без снижения коллекторских свойств. В представленной работе авторы рассмотрели свойства попутно добываемой воды, имеющиеся технологии подготовки воды для повторной закачки, а также свойства поглощающих горизонтов. Представлена последовательность принятия решений при планировании процесса повторной закачки, исходя из свойств поглощающего пласта.

Общие рекомендации по оптимизации процесса подготовки и закачки попутно добываемой воды следующие:

- Контроль диаметров капелек нефти в обрабатываемой попутной воде; диаметр должен быть меньше среднего диаметра порового канала;
- Контроль концентрации, формы и природы взвешенных частиц; учет диаметра порового канала при выборе системы фильтрации;
- Минимизация затрат на подготовку воды за счет использования стандартного оборудования подготовки;
- Принятие мер для предупреждения образования солей отложений и коррозии;
- Обеспечение совместимости закачиваемых и пластовых вод;
- Обеспечение тесного сотрудничества специалистов различных производственных структур с целью повышения точности прогноза добычи воды и грамотного планирования мероприятий.

Литература

- Abou-Sayed, A. (2005). Produced water management strategy – saving the asset from drowning in produced water. Business Briefing: Exploration & Production: The oil & Gas Review.
- American Petroleum Institute. Division of Refining (1990). Design and Operation of Oil-Water Separators. Washington, D.C., API Publication 421.
- Arnold R., Burnett D.B. et al. (2004). Managing Water – From Waste to Resource. *Oilfield Review*, 16(2), pp. 26-41.

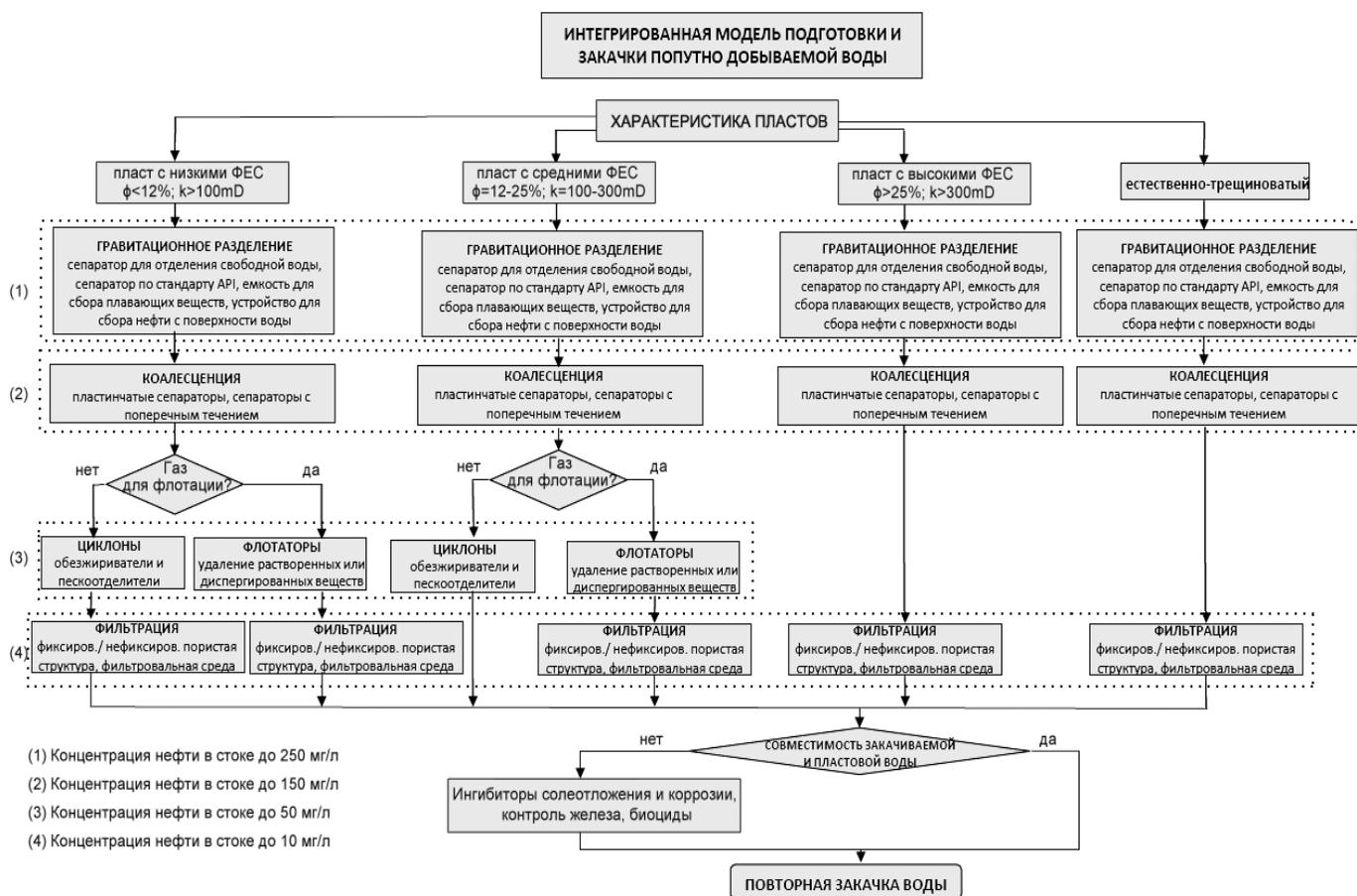


Рис. 2. Блок-схема процесса принятия решений, исходя из свойств поглощающего горизонта

Bennett, G. (1988). Remedial action technology for waste disposal sites. *Journal of Hazardous Materials*, 18(1), pp. 108-109. DOI:10.1016/0304-3894(88)85065-9.

Bretz, R.E., Martin F.D., Russell, C. (1994). Produced Water: Technological/Environmental Issues and Solutions. *Journal of Environment Quality*, 23(2), p. 391.

Collins, G. (1975). Geochemistry of oilfield waters. Oklahoma, Bartlesville Energy Research Center Bureau of Mines, United States Department of the Interior Bartlesville.

Daniel, A.J., Bruce, P.E., Langhus, G., Patel, C. (2005). Technical summary of oil and gas produced water treatment technologies. All Consulting. LLC, Tulsa, OK.

Ekins, P., Vanner, R., Firebrace, J. (2007). Zero emissions of oil in water from offshore oil and gas installations: economic and environmental implications. *Journal of Cleaner Production*, 15(13-14), pp. 1302-315.

Evans, P., Robinson, K. (1999). Produced Water Management – Reservoir and Facilities Engineering Aspects. *Middle East Oil Show and Conference*.

Fakhru’L-Razi, A., Alireza, P., Luqman, C.A. et al. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 170(2), pp. 530-551.

Fakness, L.G., Per Gerhard, G., Daling, P.S. (2004). Partitioning of semi-soluble organic compounds between the water phase and oil droplets in produced water. *Marine Pollution Bulletin*, 48(7-8), pp. 731-742.

Hagström, E.L., Lyles, C., Pattanayek, M. et al. (2016). Produced Water – Emerging Challenges, Risks and Opportunities. *Environmental Claims Journal*, 28(2), pp. 122-39.

Hansen B.R., Davies, S.H. (1994). Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water. *Chemical Engineering Research & Design*, 72(2), pp. 176-188.

Horacek, G.L. (1992). Field Experience with an SRB Rapid Detection Test Kit. *SPE Drilling Engineering*, 7(04), pp 275-78. DOI:10.2118/21008-pa.

Igunnu, E.T., Chen, G.Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), pp. 157-177.

Jacobs, R. P. W. M., Grant, R. O. H., Kwant, J. et al. (1992). The Composition of Produced Water from Shell Operated Oil and Gas Production in the North Sea. *Produced Water*, pp. 13-21. DOI:10.1007/978-1-4615-2902-6_2.

Kenneth, E. A., Stewart, M. (2008). Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities. Boston: Elsevier.

Kenneth, E.A. (2007). Petroleum Engineering Handbook. Volume III:

Facilities and Construction engineering. USA, Society of Petroleum Engineers.

Khatib, Z., Verbeek, P. (2003). Water to Value – Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields. *Journal of Petroleum Technology*, 55(01), pp. 26-28.

Powers, M.L. (1990). Analysis of Gravity Separation in Freewater Knockouts. *SPE Production Engineering*, 5(01), pp. 52-58. DOI:10.2118/18205-pa.

Rosnes, J.T., Graue, A., Torleiv, L. (1991). Activity of Sulfate-Reducing Bacteria Under Simulated Reservoir Conditions. *SPE Production Engineering*, 6(02), pp. 217-20. DOI:10.2118/19429-pa.

Stephenson M.T. (1992). A Survey of Produced Water Studies. In: Ray J.P., Engelhardt F.R. (eds) Produced Water. Environmental Science Research, vol 46. Springer, Boston, MA. https://doi.org/10.1007/978-1-4615-2902-6_1

Sunde, E., Thorstenson, T., & Torsvik, T. (1990). Growth of Bacteria on Water Injection Additives. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20690-MS

Szép, A., Kohlheb, R. (2010). Water treatment technology for produced water. *Water Science & Technology*, 62(10), pp. 2372-2380. DOI:10.2166/wst.2010.524.

Utvik, T.I.R. (1999). Chemical characterization of produced water from four offshore oil production platforms in the North Sea. *Chemosphere*, 39(15), pp. 2593-2606. DOI:10.1016/s0045-6535(99)00171-x.

Veil, J.A., Puder, M.G., Elcock, D., et al. (2004). A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane.

Veil, J.A., Clark, C. (2011). Produced Water Volume Estimates and Management Practices. *SPE Production & Operations*, 26(03), p. 234-239.

Wang, L.Y., Duan, R.Y., Liu, J.F. et al. (2012). Molecular analysis of the microbial community structures in water-flooding petroleum reservoirs with different temperatures. *Biogeosciences*, 9(11), pp. 4645-4659. DOI:10.5194/bg-9-4645-2012.

Yi, H., Jiang, Z.W. (2008). Technology review: Treating oilfield wastewater. *Filtration & Separation*, 45(5), pp. 14-16. DOI:10.1016/s0015-1882(08)70174-5.

Сведения об авторах

Славко Нешич – аспирант

Университет Белграда

Сербия, 11000, Белград, Студентски трг 1

E-mail: slavkonesic@yahoo.com

Влада Владимировна Стрелецкая – помощник ректора, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., 65, корп.1

Статья поступила в редакцию 08.11.2017;

Принята к публикации 07.03.2018;

Опубликована 30.03.2018

IN ENGLISH

An integrated approach for produced water treatment and injection

S. Nestic^{1*}, V.V. Streletskaya²

¹University of Belgrade, Belgrade, Serbia

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Slavko Nestic, e-mail: slavkonesic@yahoo.com

Abstract. During the process of the development and exploitation of oil reservoirs, a certain amount of reservoir water is produced along with hydrocarbon fluids. The volume of produced reservoir water does not remain constant over time. In the initial stages of production, relatively small amounts of water are obtained in the production. Due to a strong water drive and as time progresses the amount of produced water continuously increases. The final phase of production is often characterized by an enormous production of water, which significantly exceeds the quantity of produced oil. In highly waterflooded reservoirs, the quantity of produced water is over 90% of the total produced fluids. If well stimulations or waterflooding operations have been carried out, the properties and volume of produced water may vary even more significantly. The management of produced water is generally an expensive process, regardless of the oil price. There are usually large volumes of water to be treated, prepared and injected into the appropriate underground formations or aquifers. In this paper, the integrated approach for management of produced water will be presented, which will include constant monitoring of changes in the characteristics and volume of the produced water during the entire life cycle of the fields. Similarly, there will be a focus on the optimization of the water treatment and its disposal. Screening criteria will be presented according to the disposal formation quality and design of the water treatment system. Therefore, the decision tree will be designed according to the properties of the formation in which the treated water will be injected.

Keywords: produced water; water management; water treatment; produced water reinjection

Recommended citation: Nestic S., Streletskaya V.V. (2018). An integrated approach for produced water treatment and injection. *Georesursy = Georesources*, 20(1), pp. 25-31. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.25-31>

References

- Abou-Sayed, A. (2005). Produced water management strategy – saving the asset from drowning in produced water. Business Briefing: Exploration & Production: The oil & Gas Review.
- American Petroleum Institute. Division of Refining (1990). Design and Operation of Oil-Water Separators. Washington, D.C., API Publication 421.
- Arnold R., Burnett D.B. et al. (2004). Managing Water – From Waste to Resource. *Oilfield Review*, 16(2), pp. 26-41.
- Bennett, G. (1988). Remedial action technology for waste disposal sites. *Journal of Hazardous Materials*, 18(1), pp. 108-109. DOI:10.1016/0304-3894(88)85065-9.
- Bretz, R.E., Martin F.D., Russell, C. (1994). Produced Water: Technological/Environmental Issues and Solutions. *Journal of Environment Quality*, 23(2), p. 391.
- Collins, G. (1975). Geochemistry of oilfield waters. Oklahoma, Bartlesville Energy Research Center Bureau of Mines, United States Department of the Interior Bartlesville.
- Daniel, A.J., Bruce, P.E., Langhus, G., Patel, C. (2005). Technical summary of oil and gas produced water treatment technologies. All Consulting. LLC, Tulsa, OK.
- Ekins, P., Vanner, R., Firebrace, J. (2007). Zero emissions of oil in water from offshore oil and gas installations: economic and environmental implications. *Journal of Cleaner Production*, 15(13-14), pp. 1302-315.
- Evans, P., Robinson, K. (1999). Produced Water Management – Reservoir and Facilities Engineering Aspects. *Middle East Oil Show and Conference*.

Fakhru`L-Razi, A., Alireza, P., Luqman, C.A. et al. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 170(2), pp. 530-551.

Faksness, L.G., Per Gerhard, G., Daling, P.S. (2004). Partitioning of semi-soluble organic compounds between the water phase and oil droplets in produced water. *Marine Pollution Bulletin*, 48(7-8), pp. 731-742.

Hagström, E.L., Lyles, C., Pattanayek, M. et al. (2016). Produced Water – Emerging Challenges, Risks and Opportunities. *Environmental Claims Journal*, 28(2), pp. 122-39.

Hansen B.R., Davies, S.H. (1994). Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water. *Chemical Engineering Research & Design*, 72(2), pp. 176-188.

Horacek, G.L. (1992). Field Experience with an SRB Rapid Detection Test Kit. *SPE Drilling Engineering*, 7(04), pp 275-78. DOI:10.2118/21008-pa.

Igunnu, E.T., Chen, G.Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), pp. 157-177.

Jacobs, R. P. W. M., Grant, R. O. H., Kwant, J. et al. (1992). The Composition of Produced Water from Shell Operated Oil and Gas Production in the North Sea. *Produced Water*, pp. 13-21. DOI:10.1007/978-1-4615-2902-6_2.

Kenneth, E. A., Stewart, M. (2008). Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities. Boston: Elsevier.

Kenneth, E.A. (2007). Petroleum Engineering Handbook. Volume III: Facilities and Construction engineering. USA, Society of Petroleum Engineers.

Khatib, Z., Verbeek, P. (2003). Water to Value – Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields. *Journal of Petroleum Technology*, 55(01), pp. 26-28.

Powers, M.L. (1990). Analysis of Gravity Separation in Freewater Knockouts. *SPE Production Engineering*, 5(01), pp. 52-58. DOI:10.2118/18205-pa.

Rosnes, J.T., Graue, A., Torleiv, L. (1991). Activity of Sulfate-Reducing Bacteria Under Simulated Reservoir Conditions. *SPE Production Engineering*, 6(02), pp. 217-20. DOI:10.2118/19429-pa.

Stephenson M.T. (1992). A Survey of Produced Water Studies. In: Ray J.P., Engelhardt F.R. (eds) Produced Water. Environmental Science Research, vol 46. Springer, Boston, MA. https://doi.org/10.1007/978-1-4615-2902-6_1

Sunde, E., Thorstenson, T., & Torsvik, T. (1990). Growth of Bacteria on Water Injection Additives. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20690-MS

Szép, A., Kohlheb, R. (2010). Water treatment technology for produced water. *Water Science & Technology*, 62(10), pp. 2372-2380. DOI:10.2166/wst.2010.524.

Utvik, T.I.R. (1999). Chemical characterization of produced water from four offshore oil production platforms in the North Sea. *Chemosphere*, 39(15), pp. 2593-2606. DOI:10.1016/s0045-6535(99)00171-x.

Veil, J.A., Puder, M.G., Elcock, D., et al. (2004). A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane.

Veil, J.A., Clark, C. (2011). Produced Water Volume Estimates and Management Practices. *SPE Production & Operations*, 26(03), pp. 234-239.

Wang, L.Y., Duan, R.Y., Liu, J.F. et al. (2012). Molecular analysis of the microbial community structures in water-flooding petroleum reservoirs with different temperatures. *Biogeosciences*, 9(11), pp. 4645-4659. DOI:10.5194/bg-9-4645-2012.

Yi, H., Jiang, Z.W. (2008). Technology review: Treating oilfield wastewater. *Filtration & Separation*, 45(5), pp. 14-16. DOI:10.1016/s0015-1882(08)70174-5.

About the Authors

Slavko Nestic – PhD Student, University of Belgrade
1 Studentski trg, Belgrade, 11000, Serbia

Vlada V. Streletskaya – Executive assistant to rector, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
Build.1, 65, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

Manuscript received 8 November 2017;
Accepted 7 March 2017; Published 30 March 2017